

# COORDINACIÓN ÓPTIMA DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN EN MICROREDES

DANIELA ARBELÁEZ TREJOS  
ÁLVARO DARÍO PAREDES CORTÉS

Trabajo de grado presentado como requisito  
parcial para optar al título de  
Ingeniero (a) Electricista

Pereira, Marzo, 2019  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
Programa de Ingeniería Eléctrica.



COORDINACIÓN ÓPTIMA DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN EN MICROREDES  
©DANIELA ARBELÁEZ TREJOS  
ÁLVARO DARÍO PAREDES CORTÉS

Director: RICARDO ALBERTO HINCAPIÉ ISAZA

Pereira, Marzo, 2019

Programa de Ingeniería Eléctrica.

Universidad Tecnológica de Pereira

La Julita. Pereira(Colombia)

TEL: (+57)(6)3137122

*www.utp.edu.co*

Versión web disponible en: *<http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesisd/index.html>*

# Dedicatoria

- A mis padres Sirleyda y Efrain, quienes con su incondicional amor, gran comprensión y dedicación han estado siempre apoyándome en cada paso que doy, celebrando mis triunfos con orgullo y alentándome en cada momento difícil. Todo lo que he logrado ha sido posible gracias a ellos.
- A mis hermanos Kevin y Angie por su compañía, por la energía y amor que me entregan cada día, son mi mejor inspiración y motivación.
- A Christopher por hacer mi vida más alegre.

**Daniela Arbeláez Trejos**

- A Dios, por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor. Aquí el autor inicia su dedicatoria nombrando a Dios. Recuerda todos esos momentos de estrés que viviste en la realización de tu tesis y toda la paciencia que le pediste a Dios para continuar y no morir en el intento. Viste como el autor en un pequeño párrafo pudo expresar mucho sin necesidad de extenderse.
- A mi madre Nohemí, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.
- A mi padre Álvaro, por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

**Álvaro Darío Paredes Cortés**

# Agradecimientos

- Agradezco a mi familia por acompañarme incondicionalmente, y brindarme su apoyo y confianza durante todo este proceso de aprendizaje.
- A mi director Ricardo A. Hincapié Isaza, por su tiempo, confianza y dedicación para la realización de este trabajo de grado.
- Agradezco a los profesores del programa de Ingeniería Eléctrica por sus valiosos aportes para mi formación tanto académica como personal y a mis amigos por su cariño y paciencia brindada. Todos hicieron de este un recorrido inefable.

**Daniela Arbeláez Trejos**

- El presente trabajo fue realizado bajo la supervisión de Ricardo Alberto Hincapié, a quien me gustaría expresar mi mas profundo agradecimiento por hacer posible la realización de este estudio, además, agradecer su paciencia, tiempo y dedicación.
- A mis padres, por darme la vida y apoyarme en todo.
- A amigos y compañeros que contribuyeron de manera indirecta.

**Álvaro Darío Paredes Cortés**

# Resumen

Tradicionalmente los sistemas de distribución han tenido una estructura radial, la cual impacta directamente en la coordinación de las protecciones empleadas. Sin embargo, en los últimos años se han conectado al sistema diversos elementos que afectan este tipo de operación, entre los que se destacan los generadores distribuidos (GD). De acuerdo a esto, es necesario contar con herramientas que permitan ajustar y coordinar de forma adecuada los elementos de protección bajo circulación de corrientes en ambos sentidos debido a la presencia de los GD. Por lo anterior, en este proyecto se plantean y comparan los resultados de dos modelos matemáticos los cuales son solucionados en un software de optimización comercial.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Planteamiento y justificación del problema . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	2
1.2.1. General . . . . .	2
1.2.2. Específicos . . . . .	2
1.3. Estado del arte . . . . .	3
1.3.1. Coordinación en presencia de Generación Distribuida (GD) . . . . .	3
1.3.2. Coordinación de Relés de Sobrecorriente . . . . .	4
1.4. Estructura del trabajo de grado . . . . .	5
<b>2. Protección de sobrecorriente</b>	<b>6</b>
2.1. Relé de Sobrecorriente . . . . .	6
2.1.1. Tipos de Relés de Sobrecorriente . . . . .	7
2.1.2. Ecuación característica de los relés temporizados . . . . .	10
2.2. Coordinación de protecciones . . . . .	11
2.2.1. Algoritmo de coordinación . . . . .	13
2.2.2. Ejemplo de coordinación . . . . .	14
<b>3. Metodología propuesta</b>	<b>21</b>
3.1. Descripción del problema . . . . .	21
3.2. Formulación matemática . . . . .	21
3.2.1. Método 1 . . . . .	23
3.2.2. Método 2 . . . . .	23
3.3. Descripción de la metodología . . . . .	25
3.4. Ejemplo de aplicación . . . . .	27
3.4.1. Modelo 1 . . . . .	28
3.4.2. Modelo 2 . . . . .	29

*TABLA DE CONTENIDO*

VI

<b>4. Aplicación y resultados</b>	<b>30</b>
4.1. Sistema de prueba . . . . .	30
4.2. Resultados . . . . .	34
<b>5. Conclusiones</b>	<b>38</b>

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Planteamiento y justificación del problema

La energía eléctrica se ha convertido en uno de los pilares que soportan el desarrollo de la sociedad actual, por lo que su disponibilidad y buen uso son ya una pieza clave a la hora de determinar el éxito o el fracaso de la economía mundial. El siglo XXI ha dado paso a una época en la que las reservas de petróleo y gas natural han dejado de aumentar año a año y el horizonte del 2050 para el primero de estos productos y 2075 para el segundo, se muestra ya como una posibilidad real para el agotamiento total de este tipo de recursos [1].

Las estrategias para atacar este problema están siendo enfocadas al fomento de la investigación y uso de energías renovables e impulso de las medidas de ahorro y eficiencia energética. Dentro de este contexto, en los últimos años se ha producido un importante incremento en el número de instalaciones de Generación Distribuida (GD) que se han conectado a las redes de distribución de energía eléctrica. Adicionalmente estos elementos están siendo instalados en conjunto con elementos almacenadores de energía (AE), los cuales permiten mejorar las características operativas de los sistemas de distribución cuando trabajan de forma integrada.

Los sistemas de distribución que operan con GD y AE son conocidos como microrredes, las cuales pueden operar con conexión de la red interconectada o de forma aislada. En cualquier caso, las protecciones del sistema se van a ver afectadas debido a la aparición de flujos de potencia en ambos sentidos, y a los cambios de las magnitudes de corriente que circulan por la red.



Por lo anterior, es indispensable contar con protecciones cuyos criterios de ajuste y coordinación permitan proteger adecuadamente el sistema, y además consideren las condiciones de operación aislada de la red o con conexión a la misma.

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. General

Implementar una metodología para coordinar protecciones en microredes en sistemas de distribución.

### 1.2.2. Específicos

- Realizar una revisión del estado del arte sobre características más importantes de microredes.
- Investigar el impacto de las microredes en la protección de los sistemas de distribución.
- Revisar el estado del arte para coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas convencionales (radiales).
- Revisar el estado del arte para coordinación de relés de sobrecorriente en microredes.
- Plantear una metodología para coordinar relés de sobrecorriente en microredes.
- Aplicar la metodología a un sistema de prueba de la literatura especializada.
- Analizar y publicar resultados.

## 1.3. Estado del arte

### 1.3.1. Coordinación en presencia de Generación Distribuida (GD)

Avachat *et al.* [2] expresan que las fallas por sobrecorriente son predominantes en los sistemas de microrredes y las altas corrientes pueden dañar los dispositivos. Por lo tanto, se requiere un sistema de protección para microrredes para aislar los dispositivos de fallas en el sistema. También es fundamental proporcionar sistemas de protección primarios y de respaldo necesarios con clasificación de tiempo adecuada para aislar tales fallas. Los relés de sobrecorriente se utilizan con frecuencia en microrredes y es necesario optimizar la configuración del multiplicador de tiempo de los relés, lo que a su vez minimiza el tiempo de funcionamiento de los relés. En base a ello, proponen utilizar técnicas de optimización para optimizar el Dial de los relés y así lograr clarificaciones de las fallas de forma efectiva.

Singh *et al.* [3] proponen al igual que el trabajo anterior, solucionar el reajuste de los relés de sobrecorriente en microrredes utilizando un algoritmo genético como técnica computacional y la teoría de grafos para garantizar una correcta combinación de relés primarios y de respaldo.

Damchi *et al.* [4] desarrollan un enfoque de optimización por enjambre de partículas para la coordinación de relés de sobrecorriente direccionales en una microrred. Las limitaciones de coordinación incluyen la red interconectada y una condición autónoma de la operación de microrredes. En el procedimiento de optimización, la configuración actual de los relés se considera como parámetros discretos. El algoritmo propuesto tiene dos partes: en la primera parte se usa el enjambre de partículas para calcular la corriente de ajuste, y en la segunda parte la programación lineal se aplica para calcular el dial de cada relé.

Srinivas *et al.* [5] explican que en sistemas de energía la corriente de falla detectada por el relé depende de la ubicación de la falla y de los cambios topológicos de la red. En los sistemas de distribución GD, las corrientes de falla se alimentan desde ambos extremos de la línea y, en consecuencia, las corrientes detectadas por los relés en ambos extremos son diferentes. Estas corrientes de falla variables pueden conducir a la falta de coordinación de los relés de sobrecorriente direccional. Para superar este problema, se deben cumplir las restricciones de coordinación correspondientes a las corrientes de falla en diferentes ubicaciones de falla. Este artículo propone un nuevo enfoque basado en Interval Linear Programming (ILP) que trabaja en conjunto con el algoritmo de optimización partículas swarm. La idea básica es convertir las restricciones de desigualdad de un problema de programación lineal (PL) estándar, en restricciones de intervalo utilizando la teoría de ILP y representar el problema de ILP como

un problema PL estándar. Este procedimiento reduce un número considerable de restricciones de coordinación y se obtienen mejores soluciones.

Ahamed *et al.* [6] presentan un algoritmo basado en el método Dual-Simplex y el algoritmo de Karmarkar. Estos algoritmos contribuyen a la identificación de los ajustes multiplicadores de tiempo de los relés de sobrecorriente utilizados en las microredes.

### 1.3.2. Coordinación de Relés de Sobrecorriente

Bedekar *et al.* [7] discuten que el tiempo de operación de los relés de sobrecorriente se puede reducir y, al mismo tiempo, se puede mantener la coordinación, seleccionando los valores óptimos de ajuste de los diales y ajuste de los relés. Este artículo presenta la formulación del problema para determinar los valores óptimos de dial y ajuste de relés como un problema de optimización no lineal.

Ralhan y Ray [8] abordan el problema de la coordinación de relés direccionales de sobrecorriente (DOCR) en redes de potencia interconectadas. La configuración de los relés debe garantizar que las protecciones no funcionen en las áreas de superposición, hasta que las protecciones primarias asignadas a esa área eliminen la falla. El esquema de protección debe operar rápida y selectivamente antes de que el sistema de potencia se vuelva inestable. Por lo tanto, para proteger los alimentadores y las líneas de subtransmisión, los DOCR deben coordinarse de manera óptima. Este artículo presenta el análisis de la coordinación de DOCR utilizando técnicas e intervalos de programación lineal. La función objetivo que se debe minimizar se establece como la suma de los tiempos de operación de todos los relés primarios expresados en términos del producto del ajuste de marcación de tiempo (*Time Dial Setting* - TDS) para cada relé, y una constante que es una función de la relación de corriente de falla. Las restricciones de desigualdad enmarcadas de acuerdo con las fallas cercanas y las fallas lejanas tienen el margen de coordinación adecuado para cada par de relés primarios y de respaldo para una falla muy cercana a los relés.

Kida y Gallego [9] especifican que en los sistemas de distribución la coordinación y la selectividad de las protecciones son esenciales para mejorar los indicadores de confiabilidad y seguridad. En este trabajo se propone una metodología para una coordinación óptima de relés de sobrecorriente en sistemas radiales que usan programación lineal entera mixta. Su principal objetivo es obtener los diales para minimizar los tiempos de operación de los relés, manteniendo la selectividad.

Labrador y Gallego [10] presentan la coordinación de los relés de sobrecorriente direccional utilizando un algoritmo de optimización de colonia de hormigas (ACO). El problema de los DOCR es un problema de programación no lineal (NLP), generalmente resuelto con una técnica de programación lineal, y sólo considerando el ajuste de diales como una variable de decisión, sin tratar el problema no lineal del ajuste. En este trabajo, tanto diales como ajustes (Mult) son variables de decisión, donde el dial se considera continuo. Los parámetros se ajustan según la literatura para garantizar el rendimiento.

## 1.4. Estructura del trabajo de grado

Este proyecto está organizado de la siguiente manera:

- En el segundo capítulo se describe la teoría acerca de los relés de sobrecorriente y su respectiva coordinación.
- En el tercer capítulo se realiza la descripción de la formulación matemática acerca de la implementación de los relés de sobrecorriente en sistemas de distribución, así como la metodología propuesta para afrontar dicha problemática acompañada de un ejemplo de aplicación.
- En el cuarto capítulo se presenta la aplicación y los resultados obtenidos.
- Finalmente se encuentran las conclusiones y recomendaciones derivadas de este proyecto.

## Capítulo 2

# Protección de sobrecorriente

La detección de altos niveles de corriente en sistemas eléctricos es una de las técnicas mas utilizadas para determinar la existencia de fallas y por lo tanto para operar dispositivos de protección. Estos pueden ser de muchos tipos de acuerdo con su grado de complejidad y precisión.

Entre los tipos mas comunes de dispositivos de protección de sobrecorriente se pueden mencionar interruptores termomagnéticos, interruptores de caja moldeada, fusibles y relés de sobrecorriente. Los dos primeros tipos de dispositivos referidos tiene un principio de funcionamiento simple y se emplean principalmente en la protección de equipos de baja tensión; los fusibles son muy utilizados también en baja tensión y en la protección de redes primarias y transformadores de distribución. Los relés de sobrecorriente constituyen los dispositivos de protección más comunes para operar ante sobrecorrientes en sistemas de potencia [11].

### 2.1. Relé de Sobrecorriente

El relé de sobrecorriente en sus inicios era un dispositivo electromecánico, pero en la actualidad son dispositivos electrónicos llamados IEDs por sus siglas en inglés (*Intelligent Electronic Devices* - Dispositivos electrónicos inteligentes). Este tiene la función de comparar el nivel de corriente del sistema en tiempo real y operar si esta supera su parámetro de ajuste.

### 2.1.1. Tipos de Relés de Sobrecorriente

Teniendo en cuenta su característica de operación, los relés de sobrecorriente se pueden clasificar de la siguiente manera [12] [13]:

- De acuerdo al tiempo de operación

Según el tipo de operación respecto al tiempo, los relés de sobrecorriente direccionales y no-direccionales se clasifican en:

- Instantáneos

Presenta disparo inmediato cuando la corriente observada alcanza el valor de ajuste. Puesto que todo equipo requiere un tiempo para operar, se denomina relé instantáneo a aquél equipo que opera (dispara) en un tiempo menor o igual a 50 ms. En ANSI se designan por el número 50.

- Temporizados

Cuando la corriente observada alcanza el valor de ajuste, se produce disparo después de un tiempo de retardo seleccionado a gusto del usuario. Según su característica de operación tiempo-corriente se clasifican en dos grandes grupos: Tiempo definido y tiempo inverso.

- De acuerdo al sentido de operación

Estos se basan en el sentido de detección de la corriente:

- No-direccionales

Ejecutan su función sin importar el sentido en que circula la corriente en su zona de protección. Su implementación es común en sistemas radiales. En ANSI se designan por los números 50 y 51.

- Direccionales

Ejecutan su función verificando que el sentido en que circula la corriente en su zona de protección corresponda al asignado. La direccionalidad se logra mediante una señal adicional (generalmente voltaje). Su implementación es común en sistemas anillados. En ANSI se designan por el número 67.

- De acuerdo a la característica de operación

Teniendo en cuenta la característica de operación, los relés de sobrecorriente se clasifican en:

- Relé de tiempo definido

En este tipo de relés, se presenta una operación instantánea cuando la corriente alcanza un valor prefijado. El ajuste de este relé se hace de tal forma que el extremo más alejado de la fuente opere con el valor más bajo de corriente y progresivamente los ajustes van aumentando en la medida que se vayan acercando a la fuente. Según esto, el dispositivo con menor ajuste opera primero y desconecta la carga en el punto más cercano a la falla. Este tipo de protección tiene la desventaja de ser poco selectiva para altos valores de cortocircuito. Esto se debe a la dificultad para distinguir la corriente de falla entre un punto y otro, cuando la impedancia entre ellos es pequeña en comparación a la impedancia de la fuente.

Debido a lo anterior, este tipo de relé no es muy utilizado en sistemas donde necesita protección primaria y de respaldo. Su implementación es común como protección unitaria.

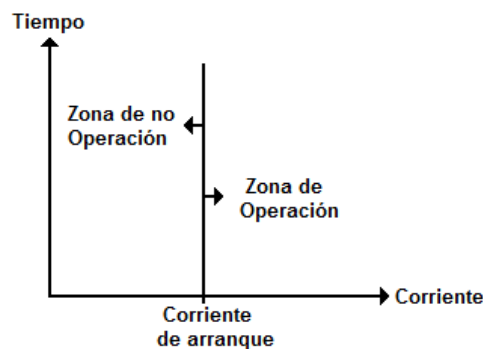


Figura 2.1: Característica de tiempo de operación del relé de corriente definida

- Relé de tiempo y corriente definida

Este tipo de relés permiten ajustar la operación para diferentes niveles de corriente con diferentes tiempos de operación. Por lo tanto, los ajustes se hacen de forma tal, que el interruptor que alimenta la carga se dispare en el tiempo más corto y después sucesivamente los demás interruptores hacia la fuente, en tiempos cada vez mayores. La diferencia entre los tiempos de disparo para la misma corriente, se denominan tiempo de margen o de respaldo. Como en este relé el tiempo de operación puede ajustarse en valores definidos, la protección es más selectiva. Sin embargo, la gran desventaja con este método de discriminación es que fallas cerca a la fuente que ocasionan las mayores corrientes, son clarificadas en un tiempo que puede ser relativamente largo. Este tipo de relé se configura mediante una corriente de ajuste y un tiempo de operación. Este valor de tiempo es inherente o independiente del valor de la corriente de ajuste predefinida para que el relé opere. Estos relés son muy utilizados cuando la impedancia de la fuente es grande en comparación con la del elemento del sistema de potencia a proteger.

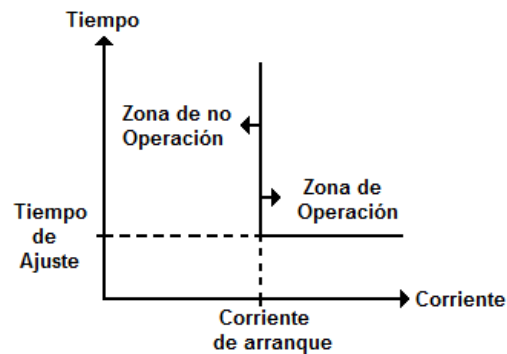


Figura 2.2: Característica de tiempo de operación del relé de tiempo y corriente definida

- Relé de tiempo inverso

La propiedad fundamental de estos relés es que operan inversamente proporcional a la corriente de cortocircuito. Su ventaja sobre los relés de tiempo definido es que, para corrientes muy altas, se pueden obtener tiempos de operación mas cortos sin arriesgar la selectividad del sistema de protección. Generalmente los relés de tiempo inverso se clasifican de acuerdo con su curva característica que indica la



velocidad de operación. Estas curvas son de tiempo inverso, tiempo muy inverso, tiempo inverso moderado y tiempo definido.

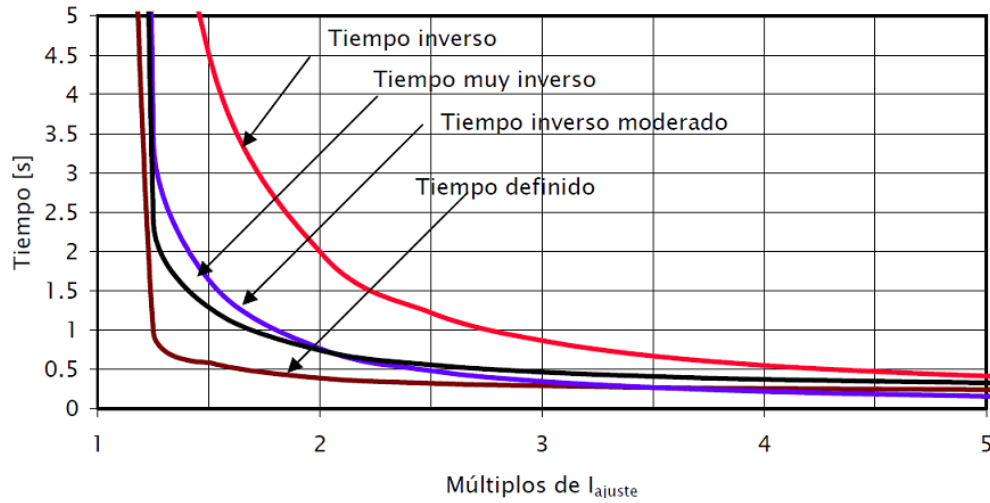


Figura 2.3: Característica de tiempo de operación del relé de tiempo inverso [13]

### 2.1.2. Ecuación característica de los relés temporizados

Todos los tipos de curvas de operación de los relés temporizados se pueden modelar matemáticamente por medio de una ecuación característica.

Existen dos formas básicas para expresar matemáticamente la ecuación característica de tipo exponencial de un relé temporizado:

- Norma IEC

$$t = \frac{a * DIAL}{(M^n - 1)} \quad (2.1)$$

- Norma ANSI

$$t = \frac{a * DIAL}{(M^n - 1)} + b * DIAL \quad (2.2)$$

En las ecuaciones (2.1) y (2.2),  $a$ ,  $b$  y  $n$  son las constantes de forma de la ecuación característica.

Tabla 2.1: Constantes de forma para la ecuación exponencial según Norma IEC

Tipo de curva	$a$	$n$
Tiempo inverso estándar	0.14	0.02
Muy inversa	13.5	1
Extremadamente inversa	80	2
Tiempo inverso largo	120	1

Tabla 2.2: Constantes de forma para la ecuación exponencial según Norma ANSI

Tipo de curva	$a$	$n$	$b$
Tiempo inverso estándar	59.5	2	1.8
Muy inversa	39.22	2	0.982
Extremadamente inversa	56.4	2	0.243
Moderadamente inversa	0.103	0.02	0.228

Donde,

- $M$  es la relación entre la corriente de operación del relé y su corriente de ajuste. También se denomina  $Mult$ .
- DIAL es el factor de escala para un tipo de curva dado. Permite obtener diferentes tiempos de operación para un mismo tipo de curva de operación. Este valor suele oscilar entre 0.1 y 1 en pasos de 0.05, otorgando 18 tipos de curvas de operación.
- $t$  es el tiempo de operación (disparo) del relé en segundos.

## 2.2. Coordinación de protecciones

La coordinación de protecciones es el proceso de ajuste de selectividad de un sistema de protecciones, la cual se define como la capacidad de distinguir condiciones para las cuales

dicho sistema deba operar o no, y la forma en que debe hacerlo.

Para un sistema radial, la coordinación de protecciones de sobrecorriente selecciona los ajustes de los relés temporizados de tal manera que operen rápidamente para fallas en su zona y den respaldo a los relés de las zonas ubicadas aguas abajo de su punto de ubicación.

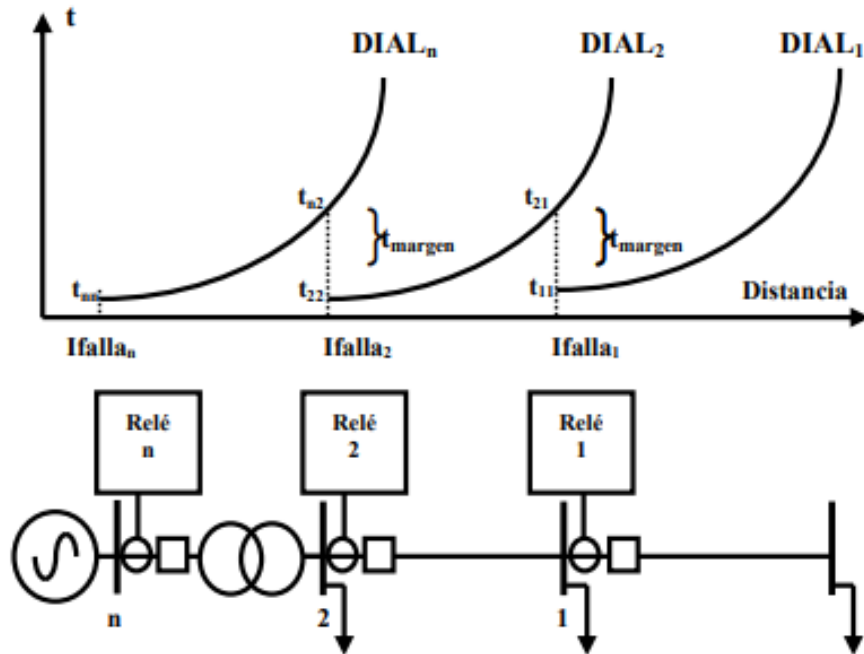


Figura 2.4: Esquema tradicional de coordinación [14]

En la Figura (2.4) se puede apreciar el procedimiento de coordinación convencional partiendo desde el dispositivo más cercano a la carga, hasta el que se encuentre en el punto de abastecimiento energético o nodo inicial de análisis.

Puesto que en una red radial la corriente de cortocircuito disminuye conforme la falla se aleja de la fuente, la curva de tiempo inverso es conveniente para ofrecer operación rápida ante fallas en la zona propia del relé y respaldo a los relés ubicados en la zona aguas abajo. Los relés se enumeran en forma ascendente de la cola hacia la fuente.

### 2.2.1. Algoritmo de coordinación

El algoritmo de coordinación corresponde al presentado en [13], y se describe a continuación:

■ Paso 1

Ajustar la corriente de arranque real  $xIn$  de todos los relés:

$$xIn = \frac{I_{arranque} - deseada}{RTC * In} \quad (2.3)$$

$$I_{arranque} - deseada = k * Icarga \quad (2.4)$$

Los valores obtenidos con (2.3) deben redondearse a los valores discretos de ajuste del relé. A menor corriente de arranque, más rápida será la operación del relé y viceversa.

La  $I_{arranque}$  debe ser mayor a la  $Icarga$  multiplicada por un factor  $k$  que tiene en cuenta las variaciones diarias en la carga, su crecimiento, las corrientes de energización y el error de medida.

El rango de valores de  $k$  generalmente va desde 1.0 hasta 2.0. Un valor típico es 1.5. Cuando se utiliza un valor alto de  $k$  debe verificarse que no se supere la capacidad térmica de los equipos debido a las sobrecargas.

■ Paso 2

Para el primer relé se le selecciona el valor mínimo del Dial y se define lo siguiente:

$$t_{ii} = t_{min} \quad (2.5)$$

$$M_{ii} = \frac{Ifalla_i}{I_{arranque}_i} \quad (2.6)$$

El  $t_{min}$  es un tiempo de espera para que la falla se aclare por si misma y desaparezcan las corrientes de energización.

■ Paso 3

Para el siguiente relé aguas arriba seleccionar el  $Dial_i$  reemplazando los siguientes valores en la ecuación característica del relé:

$$t_{ij} = t_{ij} + t_{margen} \quad (2.7)$$

$$M_{ij} = \frac{Ifalla_j}{Iarranque_i} \quad (2.8)$$

El  $t_{margen}$  es un tiempo de espera para que la falla sea detectada y clarificada por los equipos de protección de la subestación aguas abajo. Varía entre 0.1 y 0.5 segundos; un valor típico es 0.2 segundos.

La corriente  $Ifalla_i$  es la mayor corriente de falla que ve el relé de dicha ubicación y corresponde a la falla en la barra seleccionada.

El tiempo  $t_{ij}$  es el tiempo de operación del relé ubicado en  $i$  para una falla en  $j$ . Si  $i$  es diferente de  $j$  es un tiempo de respaldo, de lo contrario ( $i=j$ ) es un tiempo propio.

■ Paso 4

Con el  $Dial_i$  seleccionado calcular el tiempo propio  $t_{ii}$  reemplazando (2.6) en la ecuación característica del relé y volver al paso 3 hasta llegar al relé  $n$ .

En caso de que aguas abajo del relé  $i$  hayan varias ramas con relés temporizados, entonces seleccionar  $t_{ij}$  como el mayor de los tiempos propios de dichos relés y  $xIn$  como la  $Ifalla$  asociada al relé con mayor tiempo propio.

### 2.2.2. Ejemplo de coordinación

En esta sección se mostrará el método de coordinación convencional a partir de un sistema de prueba de la literatura. Los relés  $R_1$ ,  $R_2, R_3$ ,  $R_4$  y  $R_5$  son de tiempo inverso.

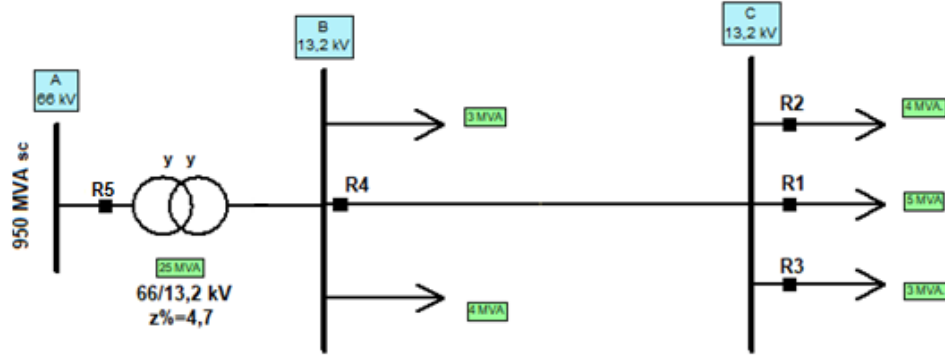


Figura 2.5: Sistema de prueba propuesto [11]

- Las características principales de los relés son:

Dial: de 0.1 a 1.0 en pasos de 0.05.

$X_{I_{nomsec}}$ : de 0.4 a 4.0 en pasos de 0.05.

- Impedancia de la línea:

$Z_{linea} = 1.125 \Omega$  (referidos al secundario).

$Z_{linea} = 28.125 \Omega$  (referidos al primario).

- Niveles de tensión en las barras:

$Barra_A = 66.0 \text{ kV}$ .

$Barra_B = 13.2 \text{ kV}$ .

$Barra_c = 13.2 \text{ kV}$ .

- Potencia de cortocircuito de la  $Barra_A$ :

$P_{sc} = 950 \text{ MVA}$ .

- Potencia de las cargas:

$$P_{carga1} = 5 \text{ MVA.}$$

$$P_{carga2} = 4 \text{ MVA.}$$

$$P_{carga3} = 3 \text{ MVA.}$$

$$P_{carga4} = 3 \text{ MVA.}$$

$$P_{carga5} = 4 \text{ MVA.}$$

- Características del transformador:

$$V_h = 66.0 \text{ kV.}$$

$$V_l = 13.2 \text{ kV.}$$

$$Z_{trafo} = 4.7 \Omega.$$

Inicialmente se determinan las condiciones y parámetros iniciales del sistema. Por lo tanto:

- Impedancia de cortocircuito de la barra de alimentación:

$$Z_{cc} = \frac{V^2}{P_{sc}} \quad (2.9)$$

Implementando (2.9) se tiene que:

$$Z_{cc} = \frac{66000^2}{950 \cdot 10^6}$$

$$Z_{cc} = 4,58 \Omega$$

- Cálculo de las corrientes nominales:

$$I_{nom} = \frac{P_{nom}}{\sqrt{3} * V_{nom}} \quad (2.10)$$

Con la ecuación (2.10) se realizan los cálculos de las corrientes en los lugares donde están ubicados los relés  $R_1$ ,  $R_2$  y  $R_3$ :

$$I_{nom1} = \frac{3*10^6 VA}{\sqrt{3}*13,2*10^3 V} = 131,21 A \quad RTC_{R1} = \frac{200}{5}$$

$$I_{nom2} = \frac{4*10^6 VA}{\sqrt{3}*13,2*10^3 V} = 174,95 A \quad RTC_{R2} = \frac{200}{5}$$

$$I_{nom3} = \frac{5*10^6 VA}{\sqrt{3}*13,2*10^3 V} = 218,69 A \quad RTC_{R3} = \frac{300}{5}$$

$$I_{nom4} = I_{nom1} + I_{nom2} + I_{nom3} = 524,85 A \quad RTC_{R4} = \frac{600}{5}$$

$$I_{nom5} = \frac{25*10^6 VA}{\sqrt{3}*66*10^3 V} = 218,95 A \quad RTC_{R5} = \frac{300}{5}$$

- Cálculo de las corrientes de cortocircuito:

$$I_{ccC} = \frac{66000V}{\sqrt{3}*(4,58+8,36+28,125)\Omega} = 927,92 A$$

$$927,92 * \frac{66000}{13200} = 4639,6 A \quad \text{referidos a } 13,2 kV$$

$$I_{ccB} = \frac{66000V}{\sqrt{3}*(4,58+8,36)\Omega} = 2944,75 A$$

$$2944,75 * \frac{66000}{13200} = 14723,75 A \quad \text{referidos a } 13,2 kV$$

$$I_{ccA} = \frac{66000V}{\sqrt{3}*(4,58)\Omega} = 8319,89 A \quad \text{referidos a } 66 kV$$

- Cálculo de las corrientes de ajuste de cada relé:

$$I_a = \frac{K * I_{nom}}{RTC} \quad (2.11)$$

$$XI_{nom sec} = \frac{I_a}{5} \quad (2.12)$$

Haciendo uso de las ecuaciones (2.11) y (2.12) se obtiene el análisis para cada relé:



- Para el relé  $R_1$ :

$$I_{a R1} = \frac{1,5 \cdot 131,21}{200/5} = 4,92 \text{ A}$$

$$\frac{4,92}{5} = 0,984 \quad \text{se aproxima a } 1, \quad I_{a R1} = 200$$

- Para el relé  $R_2$ :

$$I_{a R2} = \frac{1,5 \cdot 174,95}{200/5} = 6,56 \text{ A}$$

$$\frac{6,56}{5} = 1,312 \quad \text{se aproxima a } 1,35, \quad I_{a R2} = 270$$

- Para el relé  $R_3$ :

$$I_{a R3} = \frac{1,5 \cdot 218,69}{300/5} = 5,47 \text{ A}$$

$$\frac{5,47}{5} = 1,094 \quad \text{se aproxima a } 1,1, \quad I_{a R3} = 330$$

- Para el relé  $R_4$ :

$$I_{a R4} = \frac{1,5 \cdot 524,85}{600/5} = 6,56 \text{ A}$$

$$\frac{6,56}{5} = 1,312 \quad \text{se aproxima a } 1,35, \quad I_{a R4} = 810$$

- Para el relé  $R_5$ :

$$I_{a R5} = \frac{1,5 \cdot 218,95}{300/5} = 5,47 \text{ A}$$

$$\frac{5,47}{5} = 1,094 \quad \text{se aproxima a } 1,1, \quad I_{a R5} = 330$$

- Coordinación:

Se seleccionan las constantes  $a$  y  $n$  de la Tabla 2.1 para el tipo de curva *tiempo inverso estándar* y un  $t_{\text{margen}}$  de 0.2 s.

- Para el relé  $R_1$ :

$$Dial_1 = 0,1$$

$$M_{1c} = \frac{4639,6A}{200A} = 23,198$$

$$t_{1c} = \frac{0,14 \cdot 0,1}{23,298^{0,02} - 1} = 0,216s$$

- Para el relé  $R_2$

$$Dial_2 = 0,1$$

$$M_{2c} = \frac{4639,6A}{270A} = 17,184$$

$$t_{2c} = \frac{0,14*0,1}{17,184^{0,02}-1} = 0,239s$$

- Para el relé  $R_3$ :

$$Dial_3 = 0,1$$

$$M_{3c} = \frac{4639,6A}{330A} = 14,059$$

$$t_{3c} = \frac{0,14*0,1}{14,059^{0,02}-1} = 0,258s$$

- Para el relé  $R_4$ :

$$t_{4c} = \max(t_{1c} + t_{2c} + t_{3c}) + t_{margen}$$

$$t_{4c} = 0,258s + 0,2s = 0,458s$$

$$M_{4c} = \frac{4639,6A}{810} = 5,728$$

$$Dial_4 = \frac{0,458*(5,728^{0,02}-1)}{0,14} = 0,116$$

Se aproxima el valor de  $Dial_4$  por encima:

$$Dial_4 = 0,15$$

Recalculando  $t_{4c}$ :

$$t_{4c} = \frac{0,14*0,15}{5,728^{0,02}-1} = 0,591s$$

En la barra B

$$M_{4B} = \frac{14723,75A}{810A} = 18,177$$

$$t_{4B} = \frac{0,14*0,15}{18,177^{0,02}-1} = 0,352s$$

- Para el relé  $R_5$ :

$$t_{5B} = t_{4B} + t_{margen}$$

$$t_{5B} = 0,352s + 0,2s = 0,552s$$

$$M_{5B} = \frac{14723,75A}{330A} * \frac{13,2}{66} = 8,923$$

$$Dial_5 = \frac{0,552*(8,923^{0,02}-1)}{0,14} = 0,176$$

Se aproxima el valor de  $Dial_5$  por encima:

$$Dial_5 = 0,2$$

Recalculando  $t_{5B}$ :

$$t_{5B} = \frac{0,14*0,2}{8,923^{0,02}-1} = 0,625s$$

En la barra A:

$$M_{5A} = \frac{8319,89A}{330A} = 25,212$$

$$t_{5A} = \frac{0,14*0,2}{25,212^{0,02}-1} = 0,420s$$

Los valores obtenidos se presentan en la Tabla 2.3:

Tabla 2.3: Características de cada relé

Relé	$P_{nom}$ (MVA)	$I_{nom}$ (A)	$I_{cc}$ (A)	$I_a$ (A)	RTC	$XI_{nom sec}$	Dial
1	5	131.21	4639.60	200	200/5	1	0.1
2	4	174.95	4639.60	270	200/5	1.35	0.1
3	3	218.69	4639.60	330	300/5	1.1	0.1
4	12	524.851	14723.75	810	600/5	1.35	0.15
5	25	218.95	8319.89	330	300/5	1.1	0.2

## Capítulo 3

# Metodología propuesta

### 3.1. Descripción del problema

Cuando ocurren fallas en los sistemas de potencia estas deben eliminarse lo más rápido posible, y bajo esta situación son los relés de protección los dispositivos encargados de aislar el área afectada del resto del sistema. Los relés más cercanos a la falla actúan como relés primarios y los relés ascendentes actúan como relés de respaldo. La coordinación del tiempo entre los dispositivos de protección es fundamental; los relés primarios (los más cercanos a la ubicación de la falla), deben actuar antes que los relés de respaldo (los cuales están más lejos de esta para garantizar selectividad en el proceso). Con la inserción de la generación distribuida se ha hecho más difícil la coordinación de estos dispositivos ya que la corriente puede circular en ambas direcciones, necesitando una protección más robusta del sistema; por tal motivo se hace necesario optimizar el tiempo de actuación de estos dispositivos asegurando una rápida respuesta del sistema ante las inconsistencias presentadas [15]. A continuación se presenta la formulación matemática del problema, la cual está basada en la propuesta en [2].

### 3.2. Formulación matemática

El problema de coordinación de relés se plantea como un problema de optimización en el cual el objetivo principal es determinar el valor óptimo de los *Dial* para una operación del sistema de protecciones a partir de la suma de los tiempos de los relés. Este problema se formula como un problema de programación lineal mono-objetivo, siendo la variable de decisión el *Dial* de cada relé.

El tiempo de funcionamiento del relé de sobrecorriente direccional de tiempo inverso es una función de la corriente de cortocircuito o falla ( $I_{falla}$ ) y de los ajustes del relé: *i*)  $Dial$  y *ii*) la corriente de ajuste, como se muestra en la ecuación (2.1) [16]:

Debido a que en la ecuación (2.1) la variable de decisión es el  $Dial$ , el resto de componentes son constantes, por lo cual se puede escribir de la siguiente manera [2]:

$$t = C * Dial \quad (3.1)$$

Donde  $C$  es:

$$C = \frac{a}{(M^n - 1)} \quad (3.2)$$

Para satisfacer el problema de coordinación de manera óptima, se debe abordar lo siguiente:

- Función objetivo:

La función objetivo puede ser formulada a partir de la suma sucesiva de los tiempos de operación de cada relé del sistema de protecciones.

$$Z = \sum_{i=1}^n C_i * Dial_i \quad (3.3)$$

- Restricción de operación primaria:

Este se define como el tiempo mínimo de operación primaria de cada relé que haga parte del sistema de protecciones. Es conocido como  $t_{min}$ .

$$t_i = C_i * Dial_i \geq t_{min} \quad (3.4)$$

- Restricción de coordinación:

Este se define como el intervalo de tiempo para el cual debe entrar en operación un relé como operación de respaldo, si el más cercano a la falla no opera. Es conocido como

$t_{margen}$ .

$$t_j - t_i \geq t_{margen} \quad (3.5)$$

$$Cj * Dial_j - Ci * Dial_i \geq t_{margen} \quad (3.6)$$

Donde  $t_j$  es el tiempo de operación de respaldo y  $t_i$  es el tiempo de operación primaria.

Finalmente el modelo matemático está dado por las ecuaciones (3.3)-(3.6).

Dependiendo del método seleccionado para resolver el problema, este determina la solución óptima maximizando o minimizando la función objetivo. En este documento se plantearán dos métodos de optimización, los cuales son descritos a continuación [2].

### 3.2.1. Método 1

Se emplea el método simplex. Este es un método iterativo que permite ir mejorando la solución en cada paso. La razón matemática radica en que el método consiste en caminar del vértice de un poliedro a un vértice vecino y dado que el número de vértices que presenta un poliedro es finito, siempre se hallará solución la cual es llamada solución básica factible. Este modelo se plantea a partir de las ecuaciones del modelo matemático presentado en (3.3)-(3.6).

El planteamiento del problema mediante este método es el siguiente:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar : } Z = C^T x \\ & \text{s.a} \\ & Ax \geq b \\ & x \geq 0 \end{aligned} \quad (3.7)$$

### 3.2.2. Método 2

Se emplea el método dual simplex. Un problema de programación lineal de la forma (3.7) tiene asociado un problema dual que puede formularse según los siguientes pasos:

- Una restricción de igualdad en el primal (dual) hace que la correspondiente variable dual (primal) no esté restringida en signo.
- Una restricción de desigualdad  $\geq$  ( $\leq$ ) en el primal (dual) da lugar a una variable dual (primal) no negativa.
- Una restricción de desigualdad  $\leq$  ( $\geq$ ) en el primal (dual) da lugar a una variable dual (primal) no positiva.
- Una variable no negativa primal (dual) da lugar a una restricción de desigualdad  $\leq$  ( $\geq$ ) en el problema dual (primal).
- Una variable primal (dual) no positiva da lugar a una restricción de desigualdad  $\geq$  ( $\leq$ ) en el problema dual (primal).
- Una variable no restringida en signo del problema primal (dual) da lugar a una restricción de igualdad en el dual (primal).

El planteamiento del problema mediante este método es el siguiente:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar : } Z = -b^T y \\
 & \text{s.a} \\
 & -A^T y \geq -c \\
 & y \geq 0
 \end{aligned} \tag{3.8}$$

Para plantear el modelo (3.8) se siguen los siguientes pasos:

- Formar una matriz que contenga el problema de programación lineal y las restricciones, de acuerdo con las variables dadas ( $x_1, x_2 \dots$ ).
- Con la transposición de la matriz formular el problema de programación lineal en función de las nuevas variables ( $y_1, y_2 \dots$ ).
- Agregar las variables de holgura y resolver el problema.
- Reemplazar los valores en el problema de programación lineal para obtener el tiempo de operación de los relés.

### 3.3. Descripción de la metodología

A continuación, se describe de forma general el esquema de solución propuesto, el cual puede aplicarse a diferentes escenarios de operación:

1. Seleccionar el sistema a analizar.
2. Leer los datos del sistema seleccionado.
3. Obtener las condiciones operativas del sistema.
4. Seleccionar el tipo de protección a implementar.
5. Definir la RTC y corrientes de ajuste para la protección escogida en función de los múltiplos de las corrientes nominales.
6. Seleccionar el modelo matemático.
7. Plantear el modelo matemático.
8. Solucionar el modelo matemático.
9. Analizar los resultados obtenidos.

En la Figura (3.1) se presenta el diagrama de flujo que resume el procedimiento de la metodología propuesta.



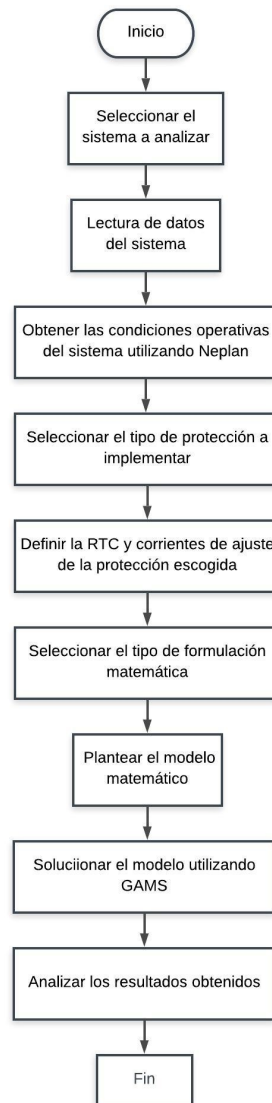


Figura 3.1: Diagrama de flujo

### 3.4. Ejemplo de aplicación

A continuación, se ilustra mediante un ejemplo la metodología propuesta. Dado que el ejemplo es ilustrativo, solamente se ilustrarán los pasos para los relés R1 y R2 del segmento A.

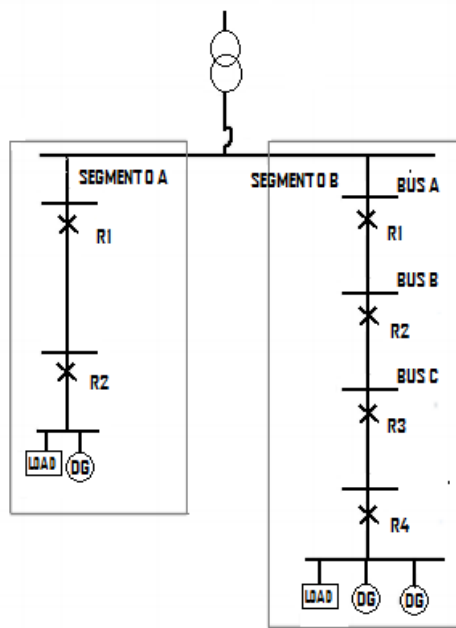


Figura 3.2: Sistema de prueba propuesto [2]

El tiempo mínimo de operación y el tiempo de margen (o respaldo) es 0.2 y 0.3 segundos, respectivamente. Los datos de las corrientes de falla del sistema son:

Tabla 3.1: Corrientes de falla	
Relé	Corriente de falla (kA)
$R_1$	2.808
$R_2$	1.404

Las corrientes nominales y de ajuste se calculan de la misma forma que en el numeral 2.2.2 (ver Tabla 3.2).

Tabla 3.2: Cálculo de corrientes del sistema

Relé	Inom (A)	RTC	Ia (A)
$R_1$	80	600:5	120
$R_2$	40	300:5	60

Para calcular las constantes  $C$  se emplea la ecuación (3.2), de la siguiente forma:

$$C_{1A} = \frac{0,14}{[(2808A/120A)^{0,02}-1]} = 2,15$$

De igual forma se obtienen todos los valores de las constantes  $C$ , como se ilustra en la Tabla 3.3. Por lo tanto:

Tabla 3.3: Cálculo de la constante  $C$  (propia y de respaldo)

Posición de la falla	$R_1$	$R_2$
Nodo A	2.15	—
Nodo B	2.77	2.15

### 3.4.1. Modelo 1

A partir de la Tabla 3.3 se plantean las funciones objetivo y sus respectivas restricciones para cada segmento, donde  $x_1$  y  $x_2$  son las incógnitas del modelo matemático (diales). Por lo tanto:

$$\text{Min } Z = 2,15 * x_1 + 2,15 * x_2 \quad (3.9)$$

$$2,15 * x_1 \geq 0,2 \quad (3.10)$$

$$2,15 * x_2 \geq 0,2 \quad (3.11)$$

$$2,77 * x_1 - 2,15 * x_2 \geq 0,3 \quad (3.12)$$

La ecuación (3.9) plantea la función objetivo, la cual busca minimizar el tiempo de operación de los relés en función de los diales. Las restricciones (3.10) y (3.11) plantean el límite mínimo de operación primaria, y la restricción (3.12) es el límite mínimo de operación de respaldo.

Para solucionar dicho planteamiento se utilizó el software de optimización comercial GAMS y se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 3.4: Resultados del ejemplo - Modelo 1

Relé	Dial
1	1.776
2	0.776

### 3.4.2. Modelo 2

El modelo dual simplex se obtiene a partir de las ecuaciones (3.9)-(3.12), de la forma como se presenta en el numeral 3.2.2. Por lo tanto:

$$\text{Max } Z = 0,2 * y1 + 0,2 * y2 + 0,3 * y3 \quad (3.13)$$

$$2,15 * y1 + 2,77 * y3 = 2,15 \quad (3.14)$$

$$2,15 * y2 - 2,15 * y3 = 2,15 \quad (3.15)$$

Los resultados obtenidos en GAMS son:

Tabla 3.5: Resultados del ejemplo - Modelo 2

Relé	Dial
1	1.776
2	0.776

# Capítulo 4

## Aplicación y resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a través de la implementación de la metodología propuesta en el Capítulo 3 a un sistema de prueba de la literatura especializada [16]. El análisis es dado bajo el escenario de que existe generación distribuida en todos los nodos del sistema.

### 4.1. Sistema de prueba

El sistema de prueba empleado se muestra en la Figura 4.1. En las Tablas 4.1 y 4.2 se presentan los datos del equivalente de red y los ocho generadores distribuidos que están instalados en los nodos del sistema (cada uno con una potencia de 10 MVA), respectivamente. En las Tablas 4.3 y 4.4 se ilustran los datos de la carga y de las líneas del sistema, respectivamente.

Tabla 4.1: Información del equivalente de red

Aspecto	Valor
$P_{oper}$	36.70 [MW]
$Q_{oper}$	42.78 [MW]
$Sk''_{max}$	629.35 [MVA]
$Sk''_{min}$	0.17 [MVA]
$Ik''_{max}$	18.16 [kA]
$Ik''_{min}$	0.00502 [kA]
$(R1/X1)_{max}$	0.09
$(R1/X1)_{min}$	0.10
$(Z0/Z1)_{max}$	1.007
$(Z0/Z1)_{min}$	1.00
$(R0/X0)_{max}$	0.096
$(R0/X0)_{min}$	0.10

Tabla 4.2: Información de los GD

Generador	Nodo	$S_{nom}[MVA]$	$fp$	$(R1/X1)_{max}$	$(R1/X1)_{min}$
DG1	1	10	0.9	0.1	0.1
DG2	2	10	0.9	0.1	0.1
DG3	3	10	0.9	0.1	0.1
DG4	4	10	0.9	0.1	0.1
DG5	5	10	0.9	0.1	0.1
DG6	6	10	0.9	0.1	0.1
DG7	7	10	0.9	0.1	0.1
DG8	8	10	0.9	0.1	0.1

Tabla 4.3: Información de las cargas

Carga	Nodo	$S_{nom}[MVA]$	$fp$	$I[kA]$
1	2	30	0.9	0.525
2	3	20	0.9	0.350
3	4	30	0.9	0.525
4	6	20	0.9	0.350

Tabla 4.4: Información de los tramos de red del sistema

Envío	Recibo	[Km]	$R_1[\Omega/Km]$	$X_1[\Omega/Km]$	$R_0[\Omega/Km]$	$X_0[\Omega/Km]$
1	2	1	0.1088	0.0556	0.1196	0.0274
2	3	1	0.1088	0.0556	0.1196	0.0274
3	4	1	0.1088	0.0556	0.1196	0.0274
4	5	1	0.1088	0.0556	0.1196	0.0274
5	6	1	0.1088	0.0556	0.1196	0.0274
6	7	1	0.1088	0.0556	0.1196	0.0274
7	8	1	0.1088	0.0556	0.1196	0.0274

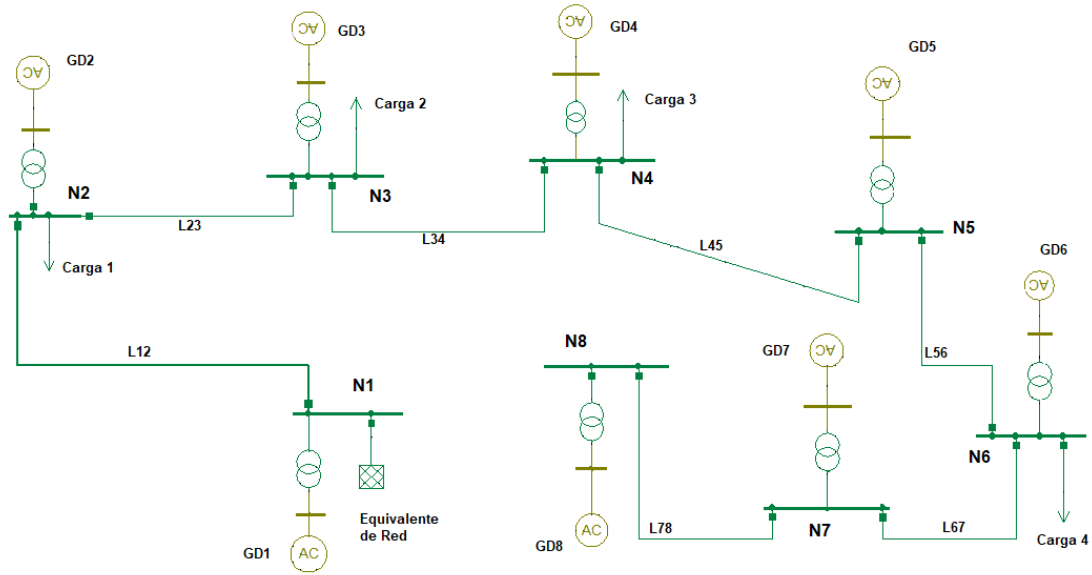


Figura 4.1: Sistema de prueba [16]

Para la protección del sistema se ubicaron 14 relés en cada extremo de las líneas. Para obtener los valores de las corrientes de ajuste de los relés y los múltiplos de la corriente nominal secundaria, se aplican las ecuaciones (2.11) y (2.12), dando como resultado lo expuesto en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Datos del sistema

Nodo	Relé	$I_{cc}[A]$	$I_a[A]$	$I_{nom}[A]$	N1	N2	RTC	$XI_{nom\ sec}$	$Aprox. XI_{nom\ sec}$	$I_a\ Corregido$
1	1	1.10E+04	1251.0465	834.031	900	5	180	1.390	1.4	1260
2	2	1.06E+04	1251.0465	834.031	900	5	180	1.390	1.4	1260
	3	1.06E+04	731.334	487.556	500	5	100	1.462	1.5	750
3	4	1.05E+04	731.334	487.556	500	5	100	1.462	1.5	750
	5	1.03E+04	481.8285	321.219	400	5	80	1.204	1.25	500
4	6	9.88E+03	481.8285	321.219	400	5	80	1.204	1.25	500
	7	9.88E+03	494.4435	329.629	400	5	80	1.236	1.25	500
5	8	9.51E+03	494.4435	329.629	400	5	80	1.236	1.25	500
	9	9.51E+03	297.45	198.3	200	5	40	1.487	1.5	300
6	10	9.16E+03	297.45	198.3	200	5	40	1.487	1.5	300
	11	9.16E+03	683.8395	455.893	500	5	100	1.367	1.4	700
7	13	8.82E+03	235.176	156.784	200	5	40	1.175	1.2	240
	12	8.82E+03	683.8395	455.893	500	5	100	1.367	1.4	700
8	14	8.49E+03	235.176	156.784	200	5	40	1.175	1.2	240

Con los datos mostrados en la anterior tabla, se obtienen las diferentes constantes  $C$  de cada relé (primaria y respaldo) necesarios para la implementación del problema de optimización. Estas constantes se presentan en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Constantes  $C$ 

Primario	Respaldo	Primario	Respaldo
R1	—	3,159	—
R3	R1	2,570	3,212
R5	R3	2,248	2,607
R7	R5	2,276	2,276
R9	R7	1,955	2,306
R11	R9	2,652	1,978
R13	R11	1,873	2,693
R2	R4	3,212	2,570
R4	R6	2,586	2,232
R6	R8	2,276	2,276
R8	R10	2,306	1,955
R10	R12	1,978	2,652
R12	R14	2,693	1,873
R14	—	1,893	—

Luego de determinar las condiciones nominales, de cortocircuito y constantes del sistema, se realiza la aplicación de la metodología propuesta.



## 4.2. Resultados

Luego de realizar el planteamiento de los métodos de optimización en el sistema propuesto, se obtienen los siguiente resultados.

El modelo 1 planteado se presenta a continuación.

$$\begin{aligned}
 \text{Minimizar } Z = & 3,15 * x_1 + 3,21 * x_2 + .. \\
 & 2,57 * x_3 + 2,58 * x_4 + .. \\
 & 2,24 * x_5 + 2,27 * x_6 + .. \\
 & 2,27 * x_7 + 2,30 * x_8 + .. \\
 & 1,95 * x_9 + 1,97 * x_{10} + .. \\
 & 2,65 * x_{11} + 2,69 * x_{12} + .. \\
 & 1,87 * x_{13} + 1,89 * x_{14}
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

Sujeto a:

$$3,15 * x_1 \geq 0,2 \tag{4.2}$$

$$3,21 * x_2 \geq 0,2 \tag{4.3}$$

$$2,57 * x_3 \geq 0,2 \tag{4.4}$$

$$2,58 * x_4 \geq 0,2 \tag{4.5}$$

$$2,24 * x_5 \geq 0,2 \tag{4.6}$$

$$2,27 * x_6 \geq 0,2 \tag{4.7}$$

$$2,27 * x_7 \geq 0,2 \tag{4.8}$$

$$2,30 * x_8 \geq 0,2 \tag{4.9}$$

$$1,95 * x_9 \geq 0,2 \tag{4.10}$$

$$1,97 * x_{10} \geq 0,2 \tag{4.11}$$

$$2,65 * x_{11} \geq 0,2 \tag{4.12}$$

$$2,69 * x_{12} \geq 0,2 \tag{4.13}$$

$$1,87 * x_{13} \geq 0,2 \quad (4.14)$$

$$1,89 * x_{14} \geq 0,2 \quad (4.15)$$

$$3,21 * x_1 - 2,57 * x_3 \geq 0,3 \quad (4.16)$$

$$2,60 * x_3 - 2,24 * x_5 \geq 0,3 \quad (4.17)$$

$$2,27 * x_5 - 2,27 * x_7 \geq 0,3 \quad (4.18)$$

$$2,30 * x_7 - 1,95 * x_9 \geq 0,3 \quad (4.19)$$

$$1,97 * x_9 - 2,65 * x_{11} \geq 0,3 \quad (4.20)$$

$$2,69 * x_{11} - 1,87 * x_{13} \geq 0,3 \quad (4.21)$$

$$2,57 * x_4 - 3,21 * x_2 \geq 0,3 \quad (4.22)$$

$$2,23 * x_6 - 2,58 * x_4 \geq 0,3 \quad (4.23)$$

$$2,27 * x_8 - 2,27 * x_6 \geq 0,3 \quad (4.24)$$

$$1,95 * x_{10} - 2,30 * x_8 \geq 0,3 \quad (4.25)$$

$$2,65 * x_{12} - 1,97 * x_{10} \geq 0,3 \quad (4.26)$$

$$1,87 * x_{14} - 2,69 * x_{12} \geq 0,3 \quad (4.27)$$

Los resultados obtenidos son:

Tabla 4.7: Valor de los diales - Modelo 1

<i>Dial</i>	Resultado en GAMS	Valor Ajustado
1	0.600	0.60
2	0.062	0.10
3	0.634	0.65
4	0.194	0.20
5	0.601	0.65
6	0.360	0.40
7	0.470	0.50
8	0.492	0.50
9	0.401	0.45
10	0.733	0.80
11	0.186	0.20
12	0.660	0.70
13	0.107	0.15
14	1.109	1.15

El modelo 2 planteado se presenta a continuación.

$$\begin{aligned}
 Max : Z = & 0,2 * Y_1 + 0,2 * Y_2 + 0,2 * Y_3 + .. \\
 & 0,2 * Y_4 + 0,2 * Y_5 + 0,2 * Y_6 + .. \\
 & 0,2 * Y_7 + 0,2 * Y_8 + 0,2 * Y_9 + .. \\
 & 0,2 * Y_{10} + 0,2 * Y_{11} + 0,2 * Y_{12} + .. \\
 & 0,2 * Y_{13} + 0,2 * Y_{14} + 0,3 * Y_{15} + .. \\
 & 0,3 * Y_{16} + 0,3 * Y_{17} + 0,3 * Y_{18} + .. \\
 & 0,3 * Y_{19} + 0,3 * Y_{20} + 0,3 * Y_{21} + .. \\
 & 0,3 * Y_{22} + 0,3 * Y_{23} + 0,3 * Y_{24} + .. \\
 & 0,3 * Y_{25} + 0,3 * Y_{26}
 \end{aligned} \tag{4.28}$$

Sujeto a:

$$3,15Y_1 + 3,21 * Y_{15} = 3,15 \tag{4.29}$$

$$3,21 * Y_2 - 3,21 * Y_{21} = 3,21 \tag{4.30}$$

$$2,57 * Y_3 - 2,57 * Y_{15} + 2,60 * Y_{16} = 2,57 \tag{4.31}$$

$$2,58 * Y_4 + 2,57 * Y_{21} - 2,58 * Y_{22} = 2,58 \tag{4.32}$$

$$2,24 * Y_5 - 2,24 * Y_{16} + 2,27 * Y_{17} = 2,24 \tag{4.33}$$

$$2,27 * Y_6 + 2,23 * Y_{22} - 2,27 * Y_{23} = 2,27 \tag{4.34}$$

$$2,27 * Y_7 - 2,27 * Y_{17} + 2,30 * Y_{18} = 2,27 \tag{4.35}$$

$$2,30 * Y_8 + 2,27 * Y_{23} - 2,30 * Y_{24} = 2,30 \tag{4.36}$$

$$1,95 * Y_9 - 1,95 * Y_{18} + 1,97 * Y_{19} = 1,95 \tag{4.37}$$

$$1,97 * Y_{10} + 1,95 * Y_{24} - 1,97 * Y_{25} = 1,97 \tag{4.38}$$

$$2,65 * Y_{11} - 2,65 * Y_{19} + 2,69 * Y_{20} = 2,65 \tag{4.39}$$

$$2,69 * Y_{12} + 2,65 * Y_{25} - 2,69 * Y_{26} = 2,69 \tag{4.40}$$

$$1,87 * Y_{13} - 1,87 * Y_{20} = 1,87 \tag{4.41}$$

$$1,89 * Y_{14} + 1,87 * Y_{26} = 1,89 \quad (4.42)$$

Los resultados obtenidos son:

Tabla 4.8: Valor de los diales - Modelo 2

<i>Dial</i>	Resultado en GAMS	Valor Ajustado
1	0.600	0.60
2	0.062	0.10
3	0.634	0.65
4	0.194	0.20
5	0.601	0.65
6	0.360	0.40
7	0.470	0.50
8	0.492	0.50
9	0.401	0.45
10	0.733	0.80
11	0.186	0.20
12	0.660	0.70
13	0.107	0.15
14	1.109	1.15

Al verificar las Tablas 4.7 y 4.8 se observa, como era de esperarse, que ambos resultados son similares. Sin embargo es importante resaltar que la aplicación de algunos de los dos modelos matemáticos depende de la cantidad de variables y restricciones del problema original, lo cual incide directamente en los tiempos de ejecución. En este caso, el modelo 1 tiene 14 variables y 26 restricciones y el modelo 2 lo contrario (14 restricciones y 26 variables). Debido a esto, los tiempos de ejecución fueron 0.031 y 0.016 segundos para los modelos 1 y 2, respectivamente.

# Capítulo 5

## Conclusiones

- Para solucionar el problema de la coordinación óptima de relés de sobrecorriente en sistemas de distribución con generación distribuida, en este proyecto de grado se plantean dos modelos matemáticos de optimización clásica propuestos en [2], los cuales son resueltos en el software de optimización comercial GAMS. Ambos modelos matemáticos son del tipo lineal, donde la función objetivo a minimizar es la suma de los tiempos de operación de todos los relés del sistema y el conjunto de restricciones están asociados a características operativas del sistema de protecciones. Con el fin de verificar la eficiencia de la metodología propuesta, se emplea un sistema de prueba de la literatura, obteniendo resultados de gran calidad en tiempos de computación bajos.
- A pesar de que las respuestas de los diales encontrados en ambos modelos son valores continuos, estos pueden ser aproximados a valores proporcionados por diferentes fabricantes, garantizando operaciones adecuadas de los relés de protección.
- La metodología propuesta es general y flexible, pues puede ser aplicada a sistemas de diferentes tamaños con características operativas diferentes y diversos tipos y ubicaciones de generadores distribuidos.

# Bibliografía

- [1] Ó. F. Tuta and R. Hincapié, “Coordinación óptima de dispositivos de protección en sistemas de distribución con presencia de generación distribuida,” *Scientia et Technica*, vol. 3, no. 49, 2011.
- [2] T. Avachat, S. Tibrewala, R. Barve, and O. V. G. Swathika, “Overcurrent Relay Coordination in a Grid- Connected Microgrid System,” *School of Electrical Engineering, VIT University, Chennai Tamilnadu*, vol. 10, no. 1, pp. 1–5.
- [3] M. Singh, B. K. Panigrahi, and A. R. Abhyankar, “Optimal overcurrent relay coordination in distribution system,” in *Proceedings - 2011 International Conference on Energy, Automation and Signal, ICEAS*.
- [4] Y. Damchi, H. R. Mashhadi, J. Sadeh, and M. Bashir, “Optimal coordination of directional overcurrent relays in a microgrid system using a hybrid particle swarm optimization,” in *APAP 2011 - Proceedings: 2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*.
- [5] S. T. Srinivas and K. S. Swarup, “Optimal relay coordination for microgrids using hybrid modified particle swarm optimization - Interval linear programming approach,” in *2017 North American Power Symposium*.
- [6] I. Ahamed, K. Vydeeswaran, and O. V. Swathika, “Microgrid fault clearance with linear programming algorithms,” in *Proceedings of the 2nd International Conference on Communication and Electronics Systems, ICCES 2017*.
- [7] P. P. Bedekar, S. R. Bhide, and V. S. Kale, “Determining optimum TMS and PS of overcurrent relays using big-M method,” in *2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, and Power India*.

- [8] S. Ralhan and S. Ray, "Directional overcurrent relays coordination using linear programming intervals: A comparative analysis," in *2013 Annual IEEE India Conference, INDICON*.
- [9] A. A. Kida and L. A. Gallego, "Optimal Coordination of Overcurrent Relays Using Mixed Integer Linear Programming," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 3, 2016.
- [10] A. E. L. Rivas and L. A. G. Pareja, "Coordination of directional overcurrent relays that uses an ant colony optimization algorithm for mixed-variable optimization problems," in *Conference Proceedings - 2017 17th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 1st IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe*.
- [11] J. Gers, "Aplicación de protecciones eléctricas," *Ediciones Universidad del Valle*, 1993.
- [12] IEEE, *IEEE C37.2-2008 Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*, 2008.
- [13] C. J. Zapata, "Protección de Sistemas de Transmisión y Distribución de Electricidad," *Universidad Tecnológica de Pereira*, 2010.
- [14] C. J. Zapata and G. E. Mejía, "Coordinación De Relés De Sobrecorriente En Sistemas Radiales Utilizando Programación Lineal," *Scientia Et Technica*, no. 22, 2003.
- [15] B. Salehi, M. Tadayon, and H. R. Karshenas, "Optimal directional relay placement in microgrids considering coordination constraints," in *2013 21st Iranian Conference on Electrical Engineering, ICEE*.
- [16] H. M. Sharaf, H. H. Zeineldin, and E. El-Saadany, "Protection coordination for microgrids with grid-connected and islanded capabilities using communication assisted dual setting directional overcurrent relays," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 1, 2018.